

# 我国东部某盆地的中生代 砂质岩儲油物性主要影响因素的探討

姚志温 蔣文貴

作者研究的儲油岩主要为孔隙渗透性砂岩类。由于岩石儲油物性低劣，影响了石油普查勘探工作的深入开展。经过近年来大量資料的分析研究，对影响儲油物性的因素，开始有了比較全面的認識。

## 一、影响儲油物性主要因素的分析

通过对工区内主要目的层的研究，影响儲油物性的因素主要表现在胶結物含量、成份；胶結类型以及碎屑物質的顆粒大小；分选磨圓程度；矿物成份；岩石的强度等方面。也与砂质岩的百分含量、单层厚度有密切关系。由于盆地面积广阔，各地条件有別，而使不同地区的同一油层或同一地区的不同油层在影响物性因素方面，也显示了十分明显的差异。

### 1. 胶結物方面：

砂质岩胶結物的含量多少，胶結物的成份以及胶結类型，都是直接影响孔隙大小和渗透性的因素。

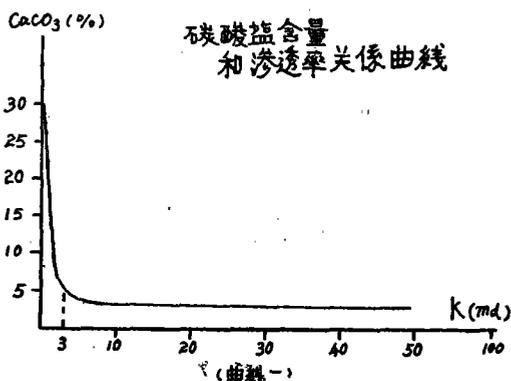
(1) 从含量上来说，当胶結物含量增高时，儲油物性显著变坏。一般胶結物的含量多少，經常与砂岩的粒度成反比关系。即砂粒越粗，胶結物含量愈少；砂粒愈細，胶結物的含量就愈多。

根据对盆地内現有資料統計发现，当胶結物含量在10%以下时，对物性影响不大。而当其含量大于10%时，則与孔隙率和渗透率成反比关系。

(2) 胶結物成份：所研究的儲油层，胶結物成份主要是粘土质和鈣质。它們的作用在不同地区和不同层位是不同的。

影响儲油物性的主要是粘土质胶結物。因为粘土矿物具有吸水性和膨胀性，它可使岩石孔隙变小，物性变坏；另外，粘土物质由于后生作用变成結晶长石或云母、綠泥石充填于岩石孔隙中，成嵌晶式胶結，从而增大胶結物的体积，使原来孔隙大大縮小甚至消失、使渗透率趋近于零。

其次，鈣质胶結物(CaCO<sub>3</sub>)常呈結晶的方解石細粒充填于碎屑顆粒之間，而使孔隙的連通性及有效孔隙率大受影响。其含量多少与儲油物性成反比关系。从(曲綫一)可明显看出：当其含量在5%以下时，渗透率較高，而当其含量大于5%时，渗透率显著降

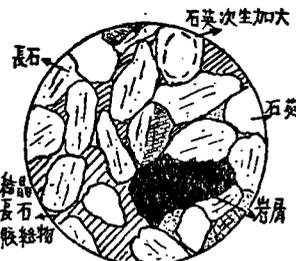


低，一般不超过3千分达西。另外，鈣质含量向盆地中心普遍增高，是盆地中部物性变坏的重要原因之一。

由于硅质和鉄质胶結物，在盆地内比較少見，但当其出現以后，对岩石儲油物性的影响比泥质和鈣质更大。

鈣质和泥质胶結物那一种对物性的影响較大的問題，各家說法不一，根据我們对盆地内現有資料的具体分析，在多数情况下，泥质胶結要比鈣质胶結的物性差。

(3) 从胶結类型上比較，孔隙式胶結儲油物性最好，接触式次之，基底式和嵌晶式胶結最坏。具体來說，对物性影响最大的基底式或嵌晶式胶結，当其出現后，一般孔隙率均在10%以下，渗透率小于一个千分达西。而物性較好的油层，其胶結类型則以孔隙式或接触式为主。(图一)



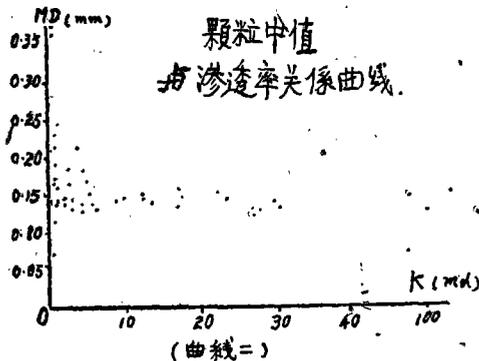
(图一) 結晶长石充填在碎屑顆粒間呈嵌晶式胶結

以上說明，膠結類型，膠結物成份以及含量的多少，直接影響了砂質儲油岩的儲油物性。尤其膠結物含量多少影響最大。

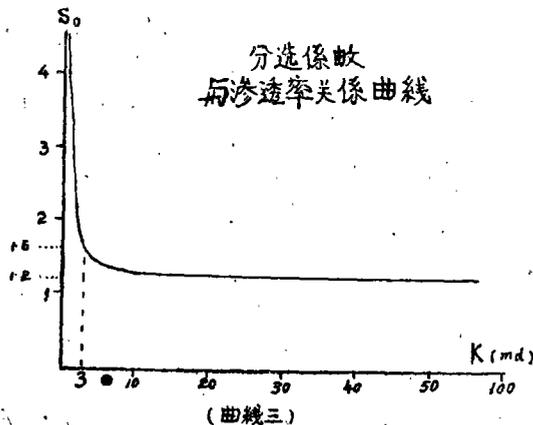
### 2. 顆粒大小、分選程度對儲油物性的影響：

顆粒大小和分選程度是影響儲油物性好壞的重要因素之一。從盆地現有資料來看，一般以中粒砂岩和細粒砂岩儲油物性較好，再粗或再細則往往因岩性變化大或因孔隙連通性變壞而使物性變壞。如顆粒中值 < 0.1mm 時，孔隙率在 7% 以下，而中值 > 0.25mm 時，孔隙率可達 14~20%，與滲透率的关系也有相同的規律。

在工區東部地區儲油岩，由於砂岩的粒度普遍較小，從已有資料分析發現(曲綫二)，當砂岩為細粒和粗粉砂岩(顆粒中值在 0.05—0.25mm) 時，滲透率出現高值。



分選磨圓好的砂岩，其儲油物性也好，反之則差(曲綫三)。因為砂岩的組織結構對孔隙大小起着決定作用。從曲綫三可以明顯看出，當分選係數 ( $S_0$ ) 在 1.2—1.6 時，滲透率最大，當  $S_0 > 1.6$  時，二者成反比關係，滲透率一般小於 3 千分達西。



### 3. 岩石礦物成份對儲油物性的影響：

砂岩礦物成份的變化，明顯的反映在儲油物性的

好壞上。總的說來，石英砂岩儲油物性最好，長石砂岩次之，硬砂岩最差。若油砂岩主要是長石砂岩，長石含量高達 30—60%，一方面由於長石風化物填充了原有孔隙；另一方面也因長石含量高而出現了結晶長石質的嵌晶式膠結。使原有孔隙縮小(一般為 6—8%)，滲透率降低(小於 1 千分達西)。某些油層雖然也是長石砂岩，硬砂質長石砂岩或長石石英砂岩，却由於長石風化程度較淺或其他原因(如長石主要為斜長石)，其儲油物性相對地較好。

另外，工區西部各油層中的雲母綠泥石含量，是影響物性的重要因素。一般當含量小於 10% 時，對物性影響不大，而含量大於 10% 時，孔隙率顯著降低，在 10% 以下，滲透率極微。其原因主要是雲母綠泥石易風化，而使孔隙減小，物性變差。

### 4. 岩石強度對儲油物性的影響：

岩石強度係指岩石的疏松和堅硬程度。它本身是許多因素的綜合反映，對儲油物性的影響很大。對顆粒形狀大小不一，分選差，排列緊密，呈砂狀或半鐵嵌狀結構(圖二)，膠結物含量不高，但岩性致密堅硬，密度在 2.3 以上，最大為 2.71 的儲油層，其儲油物性極差，孔隙率 < 10%，滲透率多在 0.1 千分達西以下。



對中粒砂岩，組織結構疏松，粒間支架現象普遍(如圖三)，膠結物含量亦少，雖也有石英次生加大現象，在一定程度上，(特別是對於致密的細砂岩)也影響物性，但并不明顯的油層，則儲油物性較好。



总的看来,工区内三个油层的岩石强度自上而下增加,物性亦向下变坏,这一规律的出现,是沉积条件和后生作用结果的具体反映。

### 5. 砂质岩百分含量和单层厚度与储油物性的关系:

通过物性剖面分析,在砂岩百分含量高和单层厚度大时,储油物性变好,反之,当泥质岩增加,砂岩层分散时,储油物性变差(如表)。另外,一般透镜体砂岩的中部和下部物性最好,向上及两侧尖灭处,物性急剧变坏。

砂质岩百分含量、厚度与储油物性关系表

层位	A <sub>1</sub> 层(5~6)砂层)			A <sub>2</sub> 层(18~21)砂层)				
	孔隙率(%)	渗透率(千分达西)	砂岩百分含量	砂岩厚度	孔隙率(%)	渗透率(千分达西)	砂岩百分含量	砂岩厚度
孔隙率(%)	17.61	13.80	11.01	10.40	6.28	7.75	4.95	
渗透率(千分达西)	68.30	11.20	6.70	0.38	H	0.38	H	
砂岩百分含量	97	68	100	96	80	85	83	
砂岩厚度	63	64.50	54.50	22	34.80	37	26	

综上所述,影响盆地中生代储油物性的主要因素为胶结物含量、成份;胶结类型、颗粒大小、分选程度、矿物成份及岩石的强度等。但是,对一个区域储油物性的影响,绝不是其中的某一因素,而是它们综合作用的结果。仅仅在不同地区或不同层位有其主次之分罢了。

## 二、控制储油物性影响因素的地质条件

### 1. 沉积条件对储油物性影响因素的控制作用:

工区内各主要油层储油物性在空间上和时间内有十分明显的变化规律。在空间上,从湖盆边缘(或沉积边缘)向盆地中心(或沉积中心),储油物性规律性的变坏;时间上则自老而新储油物性逐渐变好。这种变化规律,与沉积相带在空间上的分布和时间上的交替有着非常密切的关系。一般滨湖相带沉积储油物性最好,滨湖浅湖过渡相次之,浅湖或深湖相沉积最差。因为陆源沉积物从侵蚀区到沉积区的过程,沉积物分异作用是十分明显的。一般在接近湖盆边缘的滨湖地区,湖水的冲刷作用和振荡作用较强,因而沉积速度较快,沉积碎屑较粗(不稳定矿物大量堆积),砂岩百分含量较高,颗粒排列比较杂乱,水介质含盐量较低,胶结物含量很少,粒间孔隙就大,储油物性就好。与此同时,因水流动性强,许多很细的颗粒和粘土物质不易下沉,继续被流水携带,至比较稳定的浅湖或深湖区下沉,从而堵塞了一些孔隙或使孔隙变小,物性变差。

### 2. 后生作用对储油物性影响因素的控制作用:

后生作用是紧接成岩作用而来的一种作用。其强度在工区内表现虽不太强,但对储油物性影响因素的控制,仍是十分明显的。各主要油层储油物性在时间上自老而新变好的规律,即是它自下而上作用减弱的具体反映。它主要表现在以下两方面:

(1) 物理作用:一方面由于岩石中不稳定部分长石、云母、绿泥石等因风化作用变成泥质,增加胶结物含量而影响物性;另一方面随着埋藏深度的增加,上复地层压力也愈来愈大,成岩作用阶段已经压固的岩石,在较大负荷的作用下,颗粒排列更加紧密,原来体积收缩,孔隙相应减小,岩石密度也随之增加,而严重的影响了储油物性。盆地各油层自上而下密度增加的事实,即此作用的结果。

(2) 化学作用:化学作用是后生作用对储油物性影响因素最主要的控制作用。它是在地下水的的作用下,对深埋地下的沉积岩进行化学成份和矿物成份的改造过程。改变了岩石原来的矿物成份、胶结物成份、含量和胶结类型,使组织结构发生变化,从而影响了储油物性。它主要表现为溶蚀作用、次生沉淀作用和重结晶作用。尤其是重结晶作用,严重影响了某些油层的物性。分述如下:

1) 溶蚀作用和次生沉淀作用:在较高的温度和压力下,地下水对岩石长期作用,就有可能发生溶蚀或次生沉淀作用。

当地下水有充足水源补给和岩石渗透性较好时,地下水活动能力较强,就发生溶蚀作用。使岩石中胶结物和碎屑部分的可溶盐类受到溶滤,盐类含量减少。从盆地西部侏罗系,岩石中的可溶盐分析后发现,砂岩中  $Cl^-$  含量/泥岩中  $Cl^-$  含量  $< 1$  及砂岩可溶盐总量/泥岩可溶盐总量  $< 1$ , 且出现  $Na_2SO_4$  型水,即说明地下水对岩石起溶蚀作用,使原有孔隙扩大,储油物性变好。

当地下水活动微弱时(原因很多,如地下水补给条件差或岩石渗透性不好等),地下水对岩石主要为浓缩作用。使岩石中可溶盐含量增加,胶结物体积扩大,出现了方解石次生充填胶结和交代长石等现象,造成孔隙减小,渗透率降低,如工区东部储油层,地下水活动微弱,有利于次生沉淀作用发生,岩石中盐类含量增高,出现方解石次生充填胶结而影响了储油物性。

#### 2) 重结晶作用:

岩石中胶结物(钙质、粘土物质、硅质等)在地下深处,因温度升高,压力加大以及与地下水长期作用的结果,常常产生重结晶现象。出现了结晶方解石

次生充填膠結，結晶長石質嵌晶膠結和石英次生加大膠結，改變了岩石原來的膠結物成份和膠結類型，使儲油物性發生變化。

對工區不同儲油層說來，這一作用的強度表現出明顯的差異，有自上而下強度減弱的趨勢。

### 3. 古構造條件對儲油物性影響因素的控制作用：

古構造條件對碎屑物質的搬運、沉積和沉積岩相帶分布，有着決定性的作用，從而控制了儲油物性影響因素的變化。

工區內含油氣層系沉積時期，盆地基底比較穩定，

分割性不甚明顯，顯示為大面積差異性的升降運動，對盆地儲油物性影響因素的控制作用不大。但由於西部一帶拗陷幅度較大，引起了盆地沉降中心和湖盆中心不一致的現象。因此使盆地西部岩相變化很大，相帶分布很窄，物性變化較大。而盆地東部廣大地區，多處於古構造斜坡帶，相帶分布很寬（沉積岩厚度變化梯度為每公里8—17米），出現了較大面積的濱湖相和濱湖淺湖過渡相地區。若無其他條件影響，就可能出现儲油物性較好的地區。

（原稿經孫肇才工程師審閱）

## 沉積岩的膠結物類型及其對砂岩滲透率的影响

M. B. 斯米爾諾娃

含油氣的砂岩層由於岩石膠結的程度不同而使油氣的聚集常有顯著的變動性。在解決油氣礦床的勘探和研究其中的一些問題時，對於了解這樣的變化規律性是很重要的。如果對聚油層岩石的膠結物不進行研究而要想得到這個變化規律是不可能的。

碎屑岩膠結物的研究是研究其各種的特徵。這些特徵是：成份、結構、數量、膠結物與顆粒間的關係、成因和其他等等。在 M. C. 什維佐夫的手冊〔2〕中有關於膠結作用方面大量的資料。到目前為止它仍是碎屑岩工作的基礎指南。

在本文中引述了膠結物類型的詳細分類（按膠結物與顆粒間相互關係的特徵）並提到關於這些類型對砂岩滲透率影響的問題。

「從顆粒和膠結物的相互關係特徵方面來研究碎屑岩的膠結類型」

顆粒和膠結物間的相互關係在於：1) 膠結物礦物的出現形態和 2) 它們在岩石中的分佈狀況。

膠結物礦物的出現狀態常是圍繞顆粒的薄膜和充滿於顆粒間的孔隙中。形成存在於顆粒接觸的地方或為岩石主要的部分等形式。

膠結物的分佈常有均勻的和不均勻的二種情況。按照膠結物與顆粒的相互關係特徵將膠結物類型分為二組：均勻類和不均勻類。

### I 均勻的膠結物

均勻的膠結物組的特點是在整個岩石中顆粒與膠結物間的相互關係是同樣的。即在薄片的所有部分其膠結物屬於同一個類型。

屬於均勻的膠結物組的有：薄膜式、接觸式、間

隙式、不完全的間隙式和基底式的類型。它們表示在圖 1 和 2 中，它們的特徵列於表中。

### II 不均勻的膠結物

在岩石中常遇到的顆粒與膠結物間的相互關係較上述情況更為複雜。這些相互關係是被膠結礦物不均勻的分布所決定的。在這種情況下應區別兩種情況：

1) 在薄片的不同部分可觀察到上述的各種形式膠結物（薄膜式、接觸式、間隙式、基底式、不完全的間隙式），類似的膠結情況可稱為混合型。2) 在薄片中出现具膠結物中部分相結合的現象（薄膜式、間隙式、基底式等等）或上述中的一種與缺少膠結物部分的組合。對這些情況看來，M. C. 什維佐夫所給予的名稱——凝塊狀（斑點狀）膠結物較為恰當。根據所示情況在不均勻膠結物組內應分為兩個亞組：混合型和凝結型。

#### II a 混合型

混合型的定義是在薄片的任何部分皆有膠結物存在，但是其中有不同的膠結形式（薄膜式、間隙式、基底式）。在薄片的任何部分皆有膠結物存在是區別於凝塊型的重要標志。混合型與均勻類的區別在於其有不同的膠結形式。

混合型內分有不同的膠結形式，這依賴於：a) 存在於薄片中的膠結礦物分散的形狀及它們的數量（2—3 或全部 5）和 b) 各種膠結形式的面積（體積）大小的相互關係。

混合膠結物的特徵標志和它們在岩石中可能有的含量列於表中。它們分類的原則參看圖表（圖 1），其